

第10回制度設計・監視専門会合

日時：令和7年6月27日(金) 15:00～17:10

※オンラインにて開催

出席者： 武田座長、岩船委員、松村委員、熱海専門委員、安藤専門委員、大橋専門委員、
草薙専門委員、原専門委員、松田専門委員、山口専門委員

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田上総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会
第10回制度設計・監視専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまし
て、誠にありがとうございます。

本会合は、オンラインでの開催としております。なお、議事の模様はインターネットで
同時中継を行っています。

また、山内委員は御欠席、安藤委員は遅れての御参加の予定でございます。

初めに、本会合の構成員に変更がございましたので、御紹介をさせていただきます。

資料2を御覧ください。本会合のメンバーとして御尽力いただきました二村委員が御退
任されまして、今回より、公益社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相
談員協会理事・原郁子様が専門委員に御就任をされています

原専門委員より、一言御挨拶いただければと思います。

○原委員 原でございます。お時間を頂戴しましてありがとうございます。日本消費生
活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会、通称NACSの原と申します。

先月まで、電力・ガス取引監視等委員会の料金制度専門会合のオブザーバーとして関わ
らせていただきました。こちらの制度設計・監視専門会合は、より幅広く難しい問題も多
いのではないかと思いますけれども、消費者の立場で、かつマクロ・ミクロの視点を持っ
て取り組めたらと思っています。どうぞよろしくお願いいたします。

○田上総務課長 原専門委員、ありがとうございます。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じ
ます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。また、原先生におかれましては大変お

世話になりますけれども、どうぞよろしくお願いいたします。

本日の議題でございますけれども、議事次第に記載した8つとなっております。

それでは、早速、議題の1つ目から入りたいと思います。議題の1つ目は「インバランス料金制度の詳細設計等について」となっておりまして、資料3に基づき、黒田課長よりまず御説明いただければと存じます。よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料3－1を御覧ください。「インバランス料金の詳細設計等について」ということでございます。

2ページでございますけれども、インバランス料金制度のC値・D値等の見直しにつきましては、第8回の制度設計・監視専門会合におきましてこれまでの議論をとりまとめまして、中間とりまとめの改定案として整理し、4月26日～5月25日にかけてパブリックコメントを実施しておりました。今回、パブリックコメントの結果を報告させていただくとともに、寄せられた意見を踏まえまして中間とりまとめの改定案を確定させるため、事務局の方針について御議論をいただきたいということでございます。

3ページは、ちょっとおさらい的になるのですが、今回の主な改正内容ということでございます。C値については、2026年度から当面の間、300円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じてさらに見直す。

D値につきましては、2026年度から当面の間、50円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じてさらに見直す。

累積価格閾値制度、今回導入いたしますけれども、期間設定としては対象日の直前7日間。閾値の設計といたしましては、スポット市場価格（エリアプライス）が200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達ということで、ただし沖縄エリアについては、指標をインバランス料金とする。閾値を超えた場合の上限価格につきましては、閾値に到達した翌日から、補正インバランス料金の上限価格を100円/kWhとする。解除の要件としては、対象日の直前7日間の100円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点ということであります。

また、時間前市場の情報公表の拡充につきましても議論させていただいて、今後、エリア分割をした情報公表を行う方向で検討を進め、時期については、次回JEPXのシステム更新を行う予定である2026年4月からの実施を目指して、JEPX等における検討を進めていくといった内容で中間とりまとめの改定案を作成し、パブコメにかけていたとい

うこととでございます。

4 ページがパブリックコメントの実施結果ということとございまして、今回のパブリックコメントでは、インバランス料金制度に関して3 件の意見が寄せられたということとでございます。詳細については、資料3－2 に掲載をしてございます。主な内容としては、そちらに書いてございますとおり、累積価格閾値制度ですとか情報公表等について、制度開始後の十分な監視や検証等を求めるものであったということとでありまして、2026 年度以降のインバランス料金制度につきましては、今回寄せられた意見も踏まえまして、制度開始後に十分な監視を行うとともに、運用実態等の調査・分析を行った上で、さらなる運用改善などを検討するということとしまして、中間とりまとめ案自体については修正の必要はないと考えておりますが、どうかということとでございます。

また、※で小さく書いておりますけれども、パブリックコメントにおいては、現在検討が進められている時間前市場のエリア別情報公表について、事業者のシステム対応のリードタイムを考慮してほしいといった意見もございました。これにつきましては、システム更新を行う日本卸電力取引所に共有をいたしまして、引き続き検討を進めていきたいと考えてございます。

なお、パブリックコメント後の中間とりまとめにつきましては、電力・ガス取引監視等委員会に報告をし、2026 年4 月からの運用開始に向けた託送料金等算定規則の改定等の所要の規則変更に係る建議を経済産業大臣に対して行うことを予定しております。

また、今回の制度見直しに係るシステム改修等につきましては、送配電網協議会、一般送配電事業者等の関係者と連携し進めていきたいと考えてございます。

続きまして、3－2 です。こちらがインバランス料金制度についての意見公募、パブリックコメントの実施結果というところとでございます。4 月26 日～5 月25 日に実施。意見提出は3 件ということとありまして、それぞれいただいた御意見、それに対する事務局の考え方というものを表にして書いてございますが、内容につきましては先ほど申し上げたとおりということで、詳細については割愛をさせていただきます。

3－3 は、インバランス料金制度の中間とりまとめということとございますが、こちら4 月にお示ししたもののから変えてございません。

私からの説明は以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

インバランス料金制度に係る中間とりまとめについて、パブコメの結果を御報告いただ

きましたけれども、本件につきまして御質問・御意見等あれば、チャット欄で発言の希望の旨をお伝えいただければと思います。当方から指名させていただきます。いかがでしょうか。

御意見等ございませんでしょうか。——よろしいでしょうか。

それでは、中間とりまとめにつきましては、修正の必要はないということで賛成をいただいたということにさせていただきます。どうもありがとうございました。事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますよう、どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、続きまして、議題2と議題3を併せて御議論いただきたいというふうに思います。議題2は、「需給調整市場の運用等について」となっております。また、議題3は「調整力の調達等について」となっております。2つの議題につきまして、引き続き黒田課長より御説明いただければと思います。

○黒田NW事業監視課長　それでは、まず資料4を御覧ください。「需給調整市場の運用等について」ということでございます。

大きく4つのパートがございまして、まず、毎回御報告しております需給調整市場の動きというところ。2点目として、B種電源協議について。3点目として、B種電源協議におけるF I P電源併設蓄電池・DR等の取扱いについて。4点目が、蓄電池の調整力kWh価格の考え方についてということで、順に御説明をさせていただきます。

まず3ページ、前日取引の動きということで、4月1日～6月10日までのデータをご披露させていただいております。5月の平均約定単価につきましては、東京エリアで3.12円ということで、他エリアと比較して高くなっていたということでございます。一方で北海道では、前月が2.91円だったのですけれども、5月は0.48円ということで、平均約定単価は低下したということでございました。

最高約定単価については、エリアによって価格にばらつきがございますけれども、中部・関西で200円、九州エリアで197円、東北・東京で195円という水準でございました。

次に、6ページに行っていただきまして、週間取引（一次～三次①）の動きということでございまして、5月の平均約定単価としましては、北海道エリアが6.35円、関西エリアが3.42円、東北エリアが3.16円という水準でございましたが、その他エリアでは3円以内というような動きでございました。最高約定単価につきましては、北海道、東北、東京、関西、中国、九州で上限価格となっており、また全体の想定費用というところにつきまし

ては、北海道、東北、東京、関西、こういったエリアで25億円を1か月で超えているということで、比較的高いエリアということでございました。

9ページ以降は各エリアの調達率の概況、毎回これも載せているところですが、一次調整力の調達率というところで見ますと、北海道は高いのですけれども、それ以外のエリアでは未達が多い状況ということで、傾向としてはこれまでと同様ということで、引き続き状況を注視していきたいと考えております。北海道はこちらでございますが、それ以外のエリアは、一次、二次①というところが低めになっているということでございます。

次に、20ページ以降のB種電源協議についてというところでございます。

こちら、これまでも何度か御報告させていただいていまして、2つ目のポツですけれども、今回は、前回までの会合以降でB種電源協議の申入れがあり、協議が整ったものということで2者、電源4件について、今回御報告ということでございます。枠囲いの中にあるとおり、6月25日時点で協議が整った累計事業者数が5者、累計案件数が18件ということになってございます。

23ページで具体的な確認結果ということになりますけれども、まず一定額の算定諸元というところですね。固定費につきましては共通で、主に人件費、委託費、修繕費、減価償却費等の費目で構成ということで、適切に期間案分された固定費が計上されていること、また、事業報酬は含まれていないことを確認してございます。

それから他市場収益については、2社分なので、まずA社につきましては、他市場収益は見込んでいないということで、こちらにつきましては、中期的な事業継続は見通せていないことから4年前の容量市場には応札していなかったということで、そういった他市場収益がこちらには入っていないということです。

一方でB社のほうは、容量収入、調整力kWh収益につきましては算定をされているということで、他市場で発生するマイナス収益は固定費には足し戻していないということも確認してございます。

24ページの想定約定量等というところでございますが、こちらにつきましては、過去実績からの市場環境のシミュレーションで算定したというような説明ですとか、あとは対象の全電源について商品ごとに応札量をシミュレーションし、過去実績から想定した約定率を乗じて算定といったような説明を受けてございます。

所有する他電源等に関する確認につきましても、重複計上やB種電源に固定費を過大に算入するといった行為はないことを確認してございます。

25ページで協議事項等についてということで、一定額が1.64円／ Δ kW・30分を超えるものについては、過去の専門会合の整理で厳正に個別精査を行っているということでございますが、不適切と見受けられる点はなかったということでございますし、また協議事項で、以下の1、2、3という事項についても対応する方向であるということを確認してございます。

27ページ、まとめということでございまして、今回の協議が整ったB種電源2社4件につきましては、 Δ kWの一定額の算定諸元や考え方について確認を行ったところ、確認の過程において、合理的に説明ができない固定費等については適切に修正が行われたということを確認しており、算定諸元も含めて制度設計の趣旨に反する事実は見受けられず、今回申請のあった事業者からのB種電源2社4件については、監視等委員会事務局で確認した値を一定額としたということです。

なお、今回御報告した案件以外についても、協議が整い次第、次回以降の本会合において御報告させていただきたいと考えてございます。

次に、3点目のB種電源協議におけるF I P電源併設蓄電池・DR等の取扱いというところでございます。

需給調整市場ガイドラインにおきましては、B種電源の場合、 Δ kW価格に計上する金額は、当年度の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲ということで、B種電源については監視等委員会事務局と協議の上決定となつてございます。

現在、需給調整市場への応札リソースとしては、主に火力、揚水、蓄電池等ということですが、今後、F I P電源併設蓄電池やDR等による需給調整市場への応札が増加してくるということも想定がされるため、事業者の適正な価格での応札を促す観点から、B種電源において、一定額というものの算定の際に考慮する固定費の考え方について明確にしておく必要があるということでございまして、次ページ以降でF I P電源併設蓄電池とDR等における固定費回収のための合理的な額の考え方について整理をしたため、内容について御議論いただきたいということでございます。

まず、30ページのF I P電源併設蓄電池の取扱いということでございますが、2つ目のポツ、F I P電源併設蓄電池の場合は、F I P電源と蓄電池それぞれに固定費が発生するというところでございますけれども、あくまで需給調整市場は調整力を調達する市場であるということを踏まえれば、調整力そのものである蓄電池に係る固定費のみを対象とすることが合理的と考えられるが、どうかという点。

なお、F I P 電源に係る固定費は、市場取引等による売電収入と F I P 制度におけるプレミアムで回収され则认为られますので、需給調整市場の Δ 価格 kW の一定額を算定する際に考慮する固定費としては認められないと認められるということでございます。

また、F I P 電源と共有する設備があるというような場合には、適切に案分した上で ΔkW 価格に算入することを認めることとしてはどうかという整理を書かせていただいております。

次に、DR 等の取扱いについてということでございます。DR の ΔkW 価格の考え方ににつきましては、第51回制度設計専門会合において、人件費、システム構築費用等は固定費に相当するものとし、これを基本的な考え方と整理をしております。

現在はDR等による需給調整市場の応札は少ないものの、今後増加してくるということも想定されるため、DR等における固定費等回収のための合理的な額の考え方について、具体的な検討を行っております。

DR等による需給調整市場に応札する場合、一定額を算定する際に考慮する固定費は、需給調整市場への応札のために要した、あるいは要する固定費としてはどうかということで、具体的には以下に書いているような、需給調整市場へ応札するための人件費ですとか需給調整市場へ応札するためのシステム費用（通信費を含む）といったものが固定費に相当すると認められると。

一方で、以下のような、本来、需要家が自社で使用することを目的に調達・設置した設備に係る固定費は、 ΔkW 価格に算入することは認められないと認めるが、どうかということで、例えば、電炉事業者が生産抑制による電力需要抑制を行うことで ΔkW を供出した場合の電炉設備そのものに係る費用ですとか、コンビニ等に蓄電池を設置し、DRで ΔkW を供出した場合の蓄電池に係る費用。EVを導入しているタクシー会社がEVから ΔkW を供出するといった場合、EVそのものに係る費用。さらには、自社工場用に設置した自家発電機で ΔkW を供出した場合の自家発電機に係る費用、こういったものについては ΔkW 価格に算入することは認められないと認めるが、どうかということで書かせていただいております。

最後4点目、蓄電池の調整力 kWh 価格の考え方についてということでございます。

今回、3点の整理、具体的に応札事業者から相談があった事項について整理を行っておりますので、順に御説明させていただきたいと思っております。

まず、1点目が蓄電池の限界費用の考え方についてということでございます。需給調整

市場ガイドラインでは、蓄電池の限界費用について算定式を記載してございますけれども、限界費用を算定する際の蓄電原資の考え方について、詳細までは議論されていないということでございまして、以下のとおり整理をしてはどうかということでございます。

蓄電原資の考え方の例として書いてございますけれども、まず約定ブロック・コマに向けてスポット市場等から調達した費用（調達の市場部分）。2点目は、自社電源で充電した場合の充電費用。3点目として、蓄電池に充電されている電気の費用ということで、充電されている電気の加重平均価格、こういった蓄電原資が考えられるのではないかとということでございます。

一方で、基本的には不足インバランスの充電というものは適当ではないということで、また、想定される不足インバランス料金を基にした限界費用の登録は認められないということも書かせていただいております。

次に、2点目としまして、一次調整力における蓄電ロスの取扱いについてということでございます。一次調整力におけるkWhの精算につきましては、一次調整力が自端制御であるということで、メリットオーダーとは無関係に応動するため、需給調整市場に基づく調整力kWh価格で精算すると効率化が図られない可能性があることから、インバランス料金で精算という実務になってございます。

調整力kWh価格で精算する場合は、前ページに記載した算定式を用いるわけですが、蓄電ロスは通常であれば考慮することが可能となるわけですが、現行の整理では、一次調整力の場合はインバランス料金で精算がされるため、蓄電ロスを考慮できないということで、 Δ kWh価格に蓄電ロスを考慮できないかという相談が実際にあったことから、検討したものでございます。

蓄電ロスが稼働に応じて発生するコストであるということを踏まえたと、予約の対価である Δ kWh価格で考慮することが適当ではないことに加えて、現行のインバランス料金制度では、インバランス料金は限界的な調整力kWh価格が引用されるため、基本的にはインバランス料金と蓄電池の限界費用との差分が収益となると考えられますので、このため、一次調整力の場合においても蓄電ロスを Δ kWh価格で別途考慮することはしないと整理してはどうかということでございます。

最後、蓄電池の劣化コストの取扱いについてということで、調整力kWh価格の算定に当たって、蓄電池の充放電に伴う劣化コストを考慮できないかという応札事業者からの相談があったため、その取扱いについて検討したということでございます。この点、調整力

kWh価格においては、蓄電池の使用状況により変動する劣化コストを適時適切に限界費用に反映することは困難と考えられることを踏まえ、劣化コストについては、もともと認められている10%のマージンの中で考慮することが適当であるのではないかと考えています。

また、蓄電池の劣化に伴う修繕費等については、 Δ kWh価格の一定額で考慮することも考えられるということも踏まえ、蓄電池の使用に伴う劣化コストを調整力kWhで考慮することはしないと整理してはどうかということと考えています。

以上が資料4の説明でございまして、続けて資料5の説明をさせていただければと思います。

「調整力の調達等について」ということでございまして、こちら3つのパートがございまして、1つが、中部エリアにおける揚水随契の事後確認結果について。2点目が、関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随契について。3点目が、関西エリアにおける系統安定対策機能調達についてということと考えています。

まず、1点目の中部エリアにおける揚水随契の事後確認についてということでございますけれども、24年6月の専門会合において中部電力パワーグリッドから、ブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWhを随意契約で調達したいという相談があり、監視等委員会事務局で内容の確認を行い、認めることとしたということでありまして、今回、中部電力パワーグリッドより24年度の揚水随契の運用実績及び提供事業者との精算額に係る報告があったため、内容について確認を行っているということでございます。

契約の概要としては、期間として24年7月20日～25年3月31日ということでありまして、契約額については事後精算を実施しておりまして、精算額は、提供事業者が運用する他の揚水発電機ユニットの実績値を基に算定をしているということでございます。

運用実績ですけれども、稼働状況は、契約以降の揚水発電所の稼働実績として、23年度と比較して稼働率は上昇したというような報告を受けてございます。

また、支払い実績については、揚水随契の調達単価が0.57円/ Δ kWhということで、中部エリアの週間市場の調達単価5.7億円よりも大幅に安価になったということでございますし、中部エリアの余力活用等含めた総合的な需給調整費用も1.81円ということで、レベニューキャップの申請単価2.25円/ Δ kWhを下回る結果となったということでございます。

なお、中部エリアの揚水随契については、ブラックスタート機能契約があるということ

で、固定費は既に他のところで負担されているということがあったということと、あとは一般送配電事業者が水位管理を行う対価として、代替調達コストをミラー契約で契約したということも、より低い調達単価につながったと考えられるということでございます。

また、事後精算については、そこに書いてある考え方で実施されて、適切に補正されているということを確認しておりまして、具体的には卸電力取引市場での逸失利益及び供給力の減少に伴う代替調達コストの実績を基に実施をするということ。具体的には、揚水発電所が複数台の同型機で構成されているため、提供事業者が運用する他のユニットの収益実績を基に、随意契約ユニットの精算額を算定したということでございます。

7 ページで事後精算の算定方法ということで、こちらは諸元データの提出を求めまして確認をしましたが、考え方も前ページの考え方に基づいて実施されており、額の算定についても問題となる点は発見されなかったということでございまして、最後 8 ページ、まとめですけれども、事後確認を行った結果、先ほど申し上げたコストとしても、レベニューキャップ申請単価を下回る結果となったということでございますし、事後精算についても、専門会合で認められた考え方に沿って実施をされていたということでございました。

なお、25年度は中部エリア以外においても揚水随契による運用が開始されておりますので、来年度以降も引き続き事後監視を行うこととしたいということでございます。

次に、関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随契についてということで御説明を行います。

10 ページでございますが、まず先ほど申し上げた中部エリアについては、24年度の揚水随契を実施されておりまして、また次年度・2025年度に向けて、他の一般送配電事業者の横展開等についても御議論いただいたということです。

また、2025年3月の専門会合において御報告させていただいたとおり、25年度には東北エリアにおける揚水随契についても開始をされております。今回、関西及び北海道のエリアから25年度の揚水随契に関して、関西電力送配電及び北海道電力ネットワークからそれぞれ相談がありましたので、内容について確認を行ったということでございます。

まず、関西エリアにおける揚水随契についてということで、契約の内容はそちらに書かせていただいているとおり、容量としては揚水発電機2台分の47万kW。契約額としては、契約対象発電機の容量市場収入を除いた固定費等を基に算定しているということで、全体としてレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定ということでございます。

運用主体としてはTSO運用ということで、需給調整市場の調達という観点からは、週

間商品の募集量から、随契により確保した Δ kW分を商品ごとに控除ということで、複合商品基準では5割程度の控除分となっているということでございます。

次に、12ページの調整力確保の必要性ということでございますが、関西エリアにおいては、一次調整力及び二次調整力①の調達率が24年度平均で1～5割と低水準になっているということで、下のグラフを見ていただくと、特に一次調整力については年度の平均で12%ということで、かなり低い調達率になっているということでございます。

また、単価につきましても、24年度の平均で5.94円/ Δ kWhとなっておりまして、レベニューキャップの申請単価3.24円を上回る状況が継続しているということでございます。

13ページで事務局の評価でございまして、まず必要性についてでございますけれども、揚水発電は短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いということで、需給調整に用いる電源として非常に有用な電源であると。

特に関西エリアでは、高速商品での調達率が低い状況が継続しているというのは先ほど御説明したとおりでございます。調達率の低い状況が継続する中、一般送配電事業者が必要な調整力の一部として揚水発電機を需給調整市場とは別に随意契約で予約確保するということは、安定的な需給運用の観点から一定の意義があると考えられるということでございます。

また、電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性についてという点でございますけれども、一方で、安易に随意契約を行うことは電源等の参加機会の公平性やコストの適切性や透明性の観点から望ましくないということで、一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方に基づいた対応が求められるということでございます。

この点、関西エリアにおきましては、高速商品の調達率が1～5割以下であるということに加えて、随意契約で調達する量、47万kW分については、複合商品基準で全体の募集量の約5割程度であり、市場募集量に達しないということで、電源等の参加機会は一定程度確保されていると考えられます。

また、随意契約する揚水発電機の Δ kW価格は、全体としてレベニューキャップ申請単価以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれると考えておりまして、以上を踏まえまして、関西エリアの揚水随契については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから、認めることとしたい。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の

額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとしたいということでございます。

続きまして、北海道エリアにおける揚水随契についてということでございまして、契約内容はそちらに書いてあるとおりでございますが、契約容量は34万kW。こちらは計画出力20万kW×2台分の85%という考え方で、※1がついておりますが、こちらの市場参加機会の確保の観点と、昼間帯での経済的な上げ調整力のみで揚水が可能となる経済効率性、この両面を踏まえまして、1台分の計画出力20万kWの調整力を継続的に利用可能な水準として設定をしているということでございまして、もともとこれよりも多くの契約容量で相談は来たのですけれども、一定の調整を行って、容量を下げて契約をしているということでございます。

契約額につきましては、契約対象発電機の固定費でございまして、全体としてレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定ということでございます。揚水機の運用主体としてはTSO運用としておりまして、需給調整市場の調達分は、発電所運用の制約や市場参加機会の確保なども考慮しまして、週間商品の募集量から随契により確保したΔkW分（1台分の20万kW分）を商品ごとに控除ということでございます。

15ページで北海道エリアにおける揚水随意契約の必要性ということでございますが、北海道エリアは、需給調整市場の高値約定等によって、24年度の市場での平均約定単価が10.5円／ΔkWhとなっておりまして、レベニューキャップの申請単価4.63円を大幅に上回っている状況ということで、17ページにもあるのですけれども、ほかのエリアと比べても一番高い平均単価になっているのが北海道エリアということでございます。

16ページで事務局の評価ということでございますけど、まず必要性についてということでございますが、先ほど資料4でも御説明をしたとおり、北海道エリアは現状、需給調整市場において、一次調整力及び二次調整力①の調達率が全国で唯一高いエリアということでございます。この理由としましては、同エリアの揚水発電の調整力提供事業者が、揚水発電分の調整力を週間市場に積極的に応札していることによるものと。ほかのエリアでは、揚水発電の調整力、なかなか週間商品は出てこないのですけれども、北海道では例外的に出しているという状況です。

この理由について、当該調整力提供事業者にヒアリングをしたところ、一般送配電事業者が、北海道エリアでは地域間連系線を通じて他エリアから高速の調整力を調達することが困難であるということを踏まえて、北海道エリア内の高速商品の調整力需要を踏まえて

入札を行っているというのが現状であると。それに加えて、揚水発電について週間断面で需給予測を踏まえた水位管理、ポンプアップコストを設定することには一定の不確実性やリスクが伴うため、こうした要素を合理的に価格に織り込んだ上で入札を行っているという説明でございました。

こうした状況を踏まえ、同エリアの一般送配電事業者が揚水の随意契約により高調速な調整力を事前に確保しておくということについては、今後の同エリアのより一層の安定供給、効率的な調達に資すると考えられるとみております。

それから電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性についてという点でございますけれども、今回、随意契約で調達する量は、複合商品基準で全体の6～7割程度となっておりまして、先ほどの関西よりも少し高い割合になりますが、こちらは北海道エリアにおける同エリアの調整力の需要の規模と揚水発電の規模、こういった観点で少し高めになっているということではございますが、ただ市場募集量には達しないということから、電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えております。

なお、括弧に書いてありますとおり、市場参加機会の確保の観点から、募集量からの控除分については、1台分の定格出力20万kW分とするということでございます。先ほども申し上げたとおり、事業者からはもう少し大きな値で当初来たのですが、調整を行ってこの範囲に制限をしているということでございます。

また、北海道エリアにおきましては、24年度の市場での平均約定単価が10.5円/ΔkWhと、他エリアと比較しても高くなっているということでございます。結果としてレベニューキャップ申請単価を大きく上回っている状況でございます。託送料金を通じた国民負担を抑制するという観点からは、調整力の調達コストの効率化が強く求められている状況ということでございます。今回の随意契約ではレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定ということで、コスト面での効果も極めて大きいと考えてございます。

以上を踏まえ、北海道エリアの揚水随契については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから、認めることとしたい。なお、先ほどと同様ですが、引き続き監視等委員会事務局で契約価格、相対交渉の内容、事後精算の額等については厳正な事後監視を行って報告したいと考えてございます。

最後、関西エリアにおける系統安定対策機能調達についてというパートでございます。

経緯及び契約内容の確認ということでございますけれども、こちらは24年3月の専門会合におきまして、関西送配電より、関西エリアの水力幹線の系統安定対策のための当該幹線に接続する電源に給電指令を行うための随意契約を締結するということについて相談がありまして、契約電源を必要最小限に限定することとした上で、随意契約を行うことについて認めることと整理いたしました。

今回、関西送配電より随意契約の締結に至ったと報告がありましたので、その内容について確認を行っているということでございます。

21ページは、水力幹線ということで、中部・北陸エリアにある電源を関西エリアまで送電する長距離の送電系統ということでございます。

24ページが事務局の確認結果ということで、今回、随意契約で確保する電源について、合理的な確保量であり必要最小限となっているかという確認を行いましたけれども、いずれも合理的に対象箇所を選定し、実運用上も必要最小限にとどめられていることが認められ、契約段階での確認としては問題ないと考えてございます。

なお、費用精算は給電指令に伴い発生するものに限定をされておりまして、固定費等の支払いは発生しないということでございますので、実運用において必要最小限の指令となっていたかどうかは、契約期間終了後に事後確認を行うということでございます。

具体的には、表に書いてあるとおり着雪防止対策とか電圧過昇対策、系統切替えに伴う位相調整等で必要ということでありますけれども、いずれも右の事務局評価で書いてあるとおり、箇所数を合理的に算定して運用するということで説明を受けてございます。

また、25ページにある契約金額につきましても、先ほども申し上げたとおり、給電指令に伴い発生するものに限定され、固定費等の支払いは発生しないということと、精算対象についても、その下に書いてある精算の式に基づいて算定を行うということで説明を受けてございます。

26ページ、まとめでございますけれども、関西送配電の契約内容は、第95回制度設計専門会合で整理した内容とそごはなく、特に問題となる点はなかったということで、今後は、本契約期間終了後に運用結果の事後監視を行い、本会合で報告することとしたいと考えてございます。

私からの説明は以上になります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

需給調整市場の運用等について、また調整力の調達等についてと、2つの資料に基づき

御報告いただきましたけれども、複数の各論がございますので、いずれの点でも結構でございますから、御質問・御意見等あれば挙手をお願いできればと存じます。よろしくお願いいたします。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。御説明ありがとうございました。

私は、議題3のほうの資料5、調整力の調達等についての2つ目の論点についてコメントさせていただきたいと思います。10ページのところですけれども、関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随意契約についてコメントさせていただきたいというふうに思います。

これについての今回の御提案というのは、昨年から実施されて、本日、事後確認結果を御報告いただいた中部電力と、今年4月から既に実施されている東北電力の揚水の随意契約の事例を、関西エリア及び北海道エリアにも横展開することの妥当性を諮っておられるというふうに理解しております。その観点から申しますと、中部エリア及び東北エリアの揚水との随意契約は、2025年度に入って実施された市場外調整力の募集量控除等の緊急対策の実施前でしたけれども、今回の関西エリア及び北海道エリアの揚水との随意契約は、こうした一連の緊急対策を行った後に提案されているという点で大きな違いがあると考えております。

また、今回の13ページとか16ページの御説明なのですが、一定の説得力があると思いますけれども、私として常々発言させていただいているような需給調整市場をしっかりと育てるという観点からは、揚水との随意契約によって募集量が削減されることにつきまして、もろ手を挙げて賛成というよりは、むしろ一旦は慎重に判断すべきではないかと考えます。

今回の関西エリア及び北海道エリアの揚水との随意契約については、先ほど申しました事情もあり、いま一度合理性・妥当性を判断いただくほうが望ましいのではないかと考えます。市場を活用するということの意義を十分に踏まえること、さらには当事者と調整いただいているとはいえ、より一層市場参加者の納得感ある予見性を確保するためにも、よろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 ありがとうございます。私は議題2と3について、それぞれ簡単にコメン

トさせていただければと思います。

議題2に関しては、一番最後の蓄電池の考え方のところなのですが、スライドで36スライド、37スライドの辺りですが、36スライドに書いてあることについては、原理原則としてkWのほうで考慮するのはおかしいのではないかとということで、これはこのとおりかなと思ってはいるのですが、他方で、今回具体的な数字というのはよく分かりませんでしたので、事業者側の真意ですとか懸念というのがあまり個人的にはよく分かっていないというところもございます。最終的に、どこかの収益でそのコストを回収できるような運用制度になっていけば、もちろん問題はないわけなのですが、蓄電池のような新しい電源に関しては、投資回収に向けた予見可能性の困難性ですとか、そもそも投資インセンティブを持ちづらい面もあるかとは思いますが、事業者側が実はどこにもつけられないコストを負っているというようなことがないように、この辺りはまた必要に応じて事業者にも丁寧にヒアリングしていただくなどして、このような制度運用で実態としても何か問題がないかというところは、改めて引き続き御検討いただければと思います。

スライド37の劣化コストについても同じような話でございまして、マージンで吸収するということなのですが、この10%の中でみていくということで、ボリュームとして費用の多寡としても、そのような考え方で本当に妥当なのかというところ。これも質量的にはよく私自身分からないところもありましたので、必要に応じてこの辺りも少しみていただけたらと思っています。

議題3については、先ほどの草薙委員の御発言とも少し重なりますけれども、揚水随契の点についてコメント申し上げたいと思っております。

安定供給やコストの低減という目的、必要性については十分理解しているつもりですが、例えばスライドの16辺り、特に北海道ですけれども、コスト面のところが非常に大きなポイントになっているのかなとは思っておりまして、安定供給のためにやむを得ずという面は少し薄れているように思っております。

市場があるので、もちろん市場を活用していただきたいというのもありますので、随契をあまりデフォルトで認めるような路線にならないようにというふうに思っております。あくまで限定的に考えるべきではないかと思います。

また、需給調整市場において何らか調達費用が高くなってしまうというような面があるのであれば、もし効率的な市場設計、市場運営に当たってさらに改善できること、検討できることがあれば、それも併せて御検討いただければと思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。まず、資料4に関してです。スライド23のA社の説明ですが、これはちょっと不親切というか、事務局の資料としてはもうちょっと書き込むべきではないかと思います。「中長期的な事業継続は見通せないことから、4年前の容量市場には応札しておらず、」なのですけど、今後も同じようなことが出てくるとは思うのですが、まず一般論として、容量市場はメインオークションと追加オークションがあるので、その情報を書いてあげないと不親切だと思います。ただ、追加オークションは毎回あるわけではなく、あるいはあったとしても地域限定ということもあるので、どのみち参加機会がなかったということなのだと理解しましたが、それは書かないと不親切だと思います。

しつこく繰り返して申し訳ないのですが、容量市場には4年前に見通せないと全く入れないということではないので、この記述は明らかに不十分だと私は思いました。もし万が一確認していないのであれば、それは早急に確認をお願いします。

次に、同じ資料の35ページ、蓄電池の限界費用の考え方についてですが、「不足インバランスでの充電は適当ではなく」というのは、理念としても適当ではないし、これでとんでもない価格を出した人がいたということから当然だと思います。ただ、これに限らず、例えば本来スポット等で調達した電気のほうが安く充電できるのに、それよりもはるかにコストの高いもので充電すると想定するのは、合理的なコストの見込みとしておかしいと思います。

その意味では、自社電源で充電した場合の充電費用なのですが、これはスポットよりも著しく高いものを認めてもいいか、という点は考える余地があると思います。仮にスポットから調達したとしても、大して変わらないということであればあり得ると思うのですけれども、これが無制限に認められれば、どこまでもどこまでも高い電源で充電したといえは許されることになると思います。あくまでも例示といえは例示なのですけれども、自社電源で充電した場合は、スポット見合いのものと著しく乖離していないことは確認する必要があると思いました。

同じ蓄電池周りのことですが、ロスあるいは劣化の部分に関して整理していただいています。今回とりあえずこのように整理するのは合理的だとは思いますが、もしケース・バ

イ・ケースで、この蓄電池事業者の場合には劣化がこんなに激しいとかというのに逐一对応することが適切だとは思えないのですけれども、ごくまともな蓄電池でごくまともな運用をしたとしても、こんなロスが出ます、こんな劣化がある、との知見が蓄積してきた段階で、何らかの対応を考えることはあり得るかと思いました。

10%分のマージンということですが、もし仮に知見が蓄積してきて、マージンで対応するには、もう少しマージンをみてもよいとの整理にもなり得るかと思います。この点については、事業者の方の協力もいただいて知見を整理していけばと思いました。

さらに蓄電池の場合には、もうかなりの程度それが入ってきているというものだと思いますが、調整力に関しては、いろいろな形でいろいろな新しいリソースが入ってくることがあると思います。そのときに、本当にうまくいくかどうか分からないというパイオニアの場合には、ある種のリスクを取って入ってきているということもあるので、そういうところに関しては、そのようなリスクを取って調整力市場に入ってきているのだということ considering、特に初期の段階では別の分類をする、あるいは別の配慮をすることは原理的にはあり得ると思います。今後、今入ってきていないいろいろなリソースが入ってくるときに、もし必要があればそのような議論もできればよいと思いました。

次に、資料5に関してです。私は、前の2人と意見が真逆です。前の2人は、どちらかというと、今回のケースについてはこれでよいとしても、ある種の懸念を表明された。本来、市場じゃないかということをおっしゃったのだと思うのですけれども、相対契約、随意契約が市場メカニズムに反するという、あるいは市場で調達するのが主力だと考えたとしても、そのようなものが存続するのは望ましくない、望ましくないけどこういう緊急事態だから仕方がないからって、そう整理する必要はないと私は思っています。

これで全部調達するだとか大半を調達するだとかというようなことをすれば市場の意味がなくなってしまうというのは、全くそのとおりなので、それは問題だと思います。いい例えではないと思いますが、スポットマーケットの役割がとても重要だということがあったとしても、じゃあ相対契約っていけないのか。そんなことは決してないと思います。長期的にそういうものがあってもよい。

問題は、この調整力の費用は最終的には託送料金という格好、ある種強制的に徴収される規制料金と直結しているのだから、効率化が必要だということはある。しかし物すごく極端なことを言えば、将来調整力市場が十分機能するようになったとしても、送配電部門が相対契約で調達し、その調達した——そうしなきゃいけないとは少しも思わないのです

が、それを調整力市場に出してリスクヘッジをすることも、私は少しも不健全だと思わない。これが長期においても一定の役割を果たすことがあってもよいのではないか。物すごく非効率的な高コストの調整力を供給する事業者の利益を保護するために、こういうものを制限するという発想をする必要はないと思います。

私は、むしろ今回の2社、あるいはそれまでも含めた4社に対しては、とても感謝している。こういう取組をしてくださったことをとても感謝しているし、量も過大だと思っていない。今回の検証も、こんなよい取組をしてくださった方に対して、追加的にいろいろな検証にお付き合いいただいたということに対して、ある意味で申し訳なくは思っているのだけれども、しかし最終的には規制料金で回収されることを考えれば、透明性高い格好にしなければいけない。とても効率的なものだったということを世に示す必要がある。だからちゃんとこうしていただいたし、十分なものをしていただいたと思っています。

むしろ私が心配しているのは、今回のようなある種望ましい条件が多く満たされていることをきちんと確認していただいたのですが、ここまではないと随意契約は認められないという印象を与えるとすれば、今後参加してくださる方へのハードルが高くなり過ぎないかを逆に懸念しているぐらいです。

いずれにせよ、今回とてもよい取組をしていただいたし、検証も十分なクリアなものをしていただいたと評価しております。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。資料5に関してですが、電源の参加機会が一定程度保たれているという点のチェックなのですが、そもそも市場での電源調達単価が高い中で、安定供給の観点から必要量を確保したいというニーズから生じている取組が効率的な調達にもつながっているということでもあれば、安定供給に資して、かつ効率的な調達できる量を制限する必要はないのではないかと思います。

その点では、電源参加機会という事後要件かつ事前要件が効果的な監視とは思えず、不当な対価での調達がなされていないということの事後要件をチェックするということで、ある意味十分であると思います。そういう意味でいうと、参加機会という事前的なチェックは廃止すべきではないかと思います。

ちなみに、先ほどの松村先生からの話も同じだと思うのですが、相対取引というのは

市場取引に擬制されるものだと思いますので、対立概念として捉えるべきではないと思いますし、今後の情勢を考えてみると、恐らく相対取引は増やしていくべきものの可能性もあると思いますので、そうした観点というのはちょっと難しいなというふうに思っています。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、小鶴オブザーバー、よろしくお願いします。

○小鶴オブザーバー エネットの小鶴でございます。資料4の36ページの一次調整力における蓄電ロスの取扱いについてでございますけれども、弊社とお付き合いのあります蓄電池事業者から以前聞いた話なのですが、蓄電池が一次調整力として約定した場合、周波数変動を感知して充放電を行いますので、足元の周波数変動の状況を踏まえたと、ほぼ応動するという話がございました。

資料では、蓄電ロスに対しては、「インバランス料金と蓄電池の限界費用との差分が収益となる」ため考慮されているとの御記載がございますけれども、30分コマの中で充電・放電の双方をしている場合ですと、ロス分が考慮されず、事業者側はロス分を回収できないケースがあるのではないかと思いますので、この点、また例えば事業者に実態をヒアリングしていただくなど、御検討いただけますと幸いです。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

それでは、事務局からコメントをいただければと思います。

○黒田NW事業監視課長 様々な御意見・コメントいただきまして、ありがとうございました。

まず、資料4のほうからですが、23ページ、他市場収益を見込んでいないところの書きぶりについて松村委員から御指摘をいただきました。申し訳ございません、こちらにつきましては、事務局としても、きちんと確認をした内容を丁寧に書かせていただくという方向で今後取り組ませていただきたいと思いますのでございます。

それから蓄電池について、複数の委員から御指摘をいただきました。まず、35ページの蓄電池の限界費用の考え方というところについて松村委員から、自社電源を活用した場

合に自動的に認めるのではなくて、スポットで調達した場合との合理性といったところもみるべきではないかという御指摘もございましたので、こちらにつきましては、今後、実際に事業者から申請があった場合に、そういった観点も含めて我々としては監視モニタリングをしていきたいというふうに思っております。

それから36ページ、37ページの蓄電ロスや劣化コストという点について、複数の御意見・コメントをいただいたというところですが、こちらにつきましては、今後この運用で始めた上で、事業者の声も聞かせていただいた上で、知見の蓄積ですとか実態を踏まえて、さらなる対応が必要かどうかといった点、今後とも引き続き検討していきたいと思っております。

資料5のほうですけれども、こちらにつきましては関西、北海道の揚水随契について、両面といたしますか、慎重に考えるべきという御意見もあれば積極的に推進していくべきという双方の御意見があったかと思っております。私ども事務局としては、調整力市場、なかなか募集量と入札量がバランスしないということで調達未達率が多いというような問題もありますし、それに伴って単価も一部エリアで高騰しているという状況もあり、国民負担との関係もございますので、何らかの対策をしていかなければいけないというふうに考えておりますし、市場だけとか随意契約だけというものではなくて、両者を適切に組み合わせながら安定供給及び効率的な価格での調達というものを目指していきたいというふうに考えているところでございます。

関西及び北海道の今回の事案につきましては、そういった観点から、安定性ですとか効率性といった観点から有用性があるものとみておりますので、まずはこちらで始めさせていただきたいということを考えておりますけれども、ただ草薙委員からもあったように、自然対余力に関する週間商品の募集量の控除といったものも始まっていることでもありますので、今回こちらで始めさせていただいた上で状況をモニタリングさせていただきまして、さらに問題点等生じるようであれば、また対策を講じていくという形で進めさせていただければというふうに考えてございます。

また、松村委員、大橋委員から、今回揚水随契、これまで4エリア、4社の契約について事務局で評価をしてきたわけですが、その評価の在り方についても御意見いただきましたので、今後そちらについても検討しながら進めていければと考えております。

私からは以上になります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

資料４の各種整理について御異論等なかったと思いますし、資料５の個別の随意契約については、市場取引した妥当性でありますとか精査の基準等、大所高所から御意見いただきましたけれども、個別契約の精査の内容については御異論がなかったというふうに思いますので、本件この２つの議題につきましては、事務局の方向性をお認めいただいたということとさせていただきます。本日いただきました貴重な御意見を踏まえまして、事務局におかれましては今後の議論を進める準備、対応をいただければというふうに思います。よろしくお願いいたします。

それでは、次の議題に移りたいと思います。次の議題４、「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方（改定案）の意見公募手続の結果について」となっております。こちらにつきましては、資料６に基づき、石井室長よりまず御説明いただければと思います。よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長　　よろしくお願いいたします。２ページ目でございます。御議論いただきたい内容でございます。今年の４月のこの専門会合で、**2020年２月**から今年の４月までの専門会合で議論された内容を取りまとめました「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方（改定案）」を御確認いただきまして、その後、委員会に付議した上で、４月30日～６月４日までの間、パブコメを実施いたしました。結果、**7件**の意見提出がありまして、うち**3件**が対象外のものといった結果でございました。

ここで関係する御意見としては、資料６－１を投影いたしますけれども、資料６－１のとおりですが、例えば２ページ目でございます。内外無差別な卸売の対象外とします規模僅少電源については、環境影響評価法の第一種、第二種事業の考え方を引用していますけれども、蓄電池については同法の対象となっていないことから、どのように扱うのかといった点です。

これは右側にありますとおり、第一種、第二種は適用されないけれども、エリア内の小売販売総販売電力量の**1%未満**に入るかといった点は満たす必要がありますといった点を回答に示しております。

また、No.2にありますように、対象外電源について競争をゆがめるおそれが生じた場合は、直ちに対象外とした整理を見直していただきたいといった御意見ですとか、４ページ目にありますように、旧一電が他の電力会社を買収したとして、その買収先の電源の扱いに関する御意見ですとか、その下の４番目でございますけれども、エリア内制限についても、競争をゆがめるおそれが生じた場合には、条件付与について見直しをしていただきました

いといった御意見をいただいております。

事務局として、定例の内外無差別のフォローアップを実施してまいりますけれども、一部回答にも記載しておりますように、内外無差別の評価の考え方については、必要に応じて変化をさせていくものでございます。環境の変化があれば、それを踏まえて委員会において議論していければというふうに考えております。

資料6に戻ります。2ページ目でございます。今回いただきました御意見を踏まえまして、文書案については変更しないものとして、今後、委員会に付議した上でセットしていきたいと考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思います。御発言の希望をチャット欄でお知らせいただければと思います。よろしくお願いいたします。いかがでしょうか。——よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

それでは、文書案につきましては変更なしといたしまして、今後、委員会に付議した後、セットすることといたします。ありがとうございました。

それでは、続きまして議題の5番目でございます。議題の5番目は、「現時点における旧一般電気事業者及びJERAの内外無差別な卸売の評価結果（案）等について」となっております。こちらにつきましても、資料7に基づき石井室長、御説明をよろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 よろしく申し上げます。2ページ目でございます。御議論いただきたい内容でございます。まず、25年度の相対卸契約等に関する状況を御報告します。その上で、24年度に契約締結されて25年度以降を契約期間とする単年・長期卸と、24年度中に契約締結された期中の卸契約を中心とした評価案をお示ししたいと思います。

まず、旧一電等の供給力の行き先の推移でございます。5ページ目、6ページ目がkWベースで、7ページ目を見ていただくと、こちらはkWhベースとなっています。こちらは季節変動がありますので、夏季、冬季を山の頂として、総じて減少傾向にございます。これは限界費用の安い供給力を含めてスポット市場の売り入札が増加しているといったことが背景にあるのではと考えられます。そして社内向け、社外向けともに、25年度の見積値も24年度の実績値より減少する見込みということになっています。

そして10ページ目からでございますけれども、ここからは第9回、今回のフォローア

ップとなります。以降のスライドでは、◎は、現時点で内外無差別が担保されている。○は、合理的な理由なく内外無差別している事例は確認されなかった。×は、合理的な理由なく内外無差別している事例が確認されたという評価でございます。この資料は全部で100ページ近くございますので、ポイントとなる部分を中心に御説明いたします。

11ページ目でございます。従来どおり、評価の考え方に即しまして卸売プロセスとその結果、小売価格と調達価格の大小関係を確認して評価を行いますが、まず北海道エリアでございます。昨年は、北海道エリアではブローカーと入札の併用でしたけれども、今回入札制のみということで、◎で昨年と変わらずという評価でございます。

続いて、12ページ目でございます。こちらは東北エリアになります。これは昨年と同様ですけれども、単年卸の入札について、エリア内需要計画に基づく購入量上限が設定されています。これはエリアで圧倒的なシェアを持つ自社小売が落札しない限りは全量が売り切れない構造でして、購入量上限は実質的に自社小売に有利と評価されております。そして昨年と同様に、○というふうにしています。

ただ、次年度以降の上限の設定については、エリア内供給制限について具体的な評価の考え方が明確になりましたので、それを踏まえて東北電力において検討中ということでございます。

続きまして、13ページでございます。東京エリアです。これはコミットメント以前からの既存の長期契約が存在しておりまして、この点は昨年も同様なのですが、現時点で内外無差別が担保されているとは評価できないと考えておりまして、○というふうになっています。

続いて、14ページ目でございます。中部エリアです。ここも同じ理由になります。既存の長期契約が存在していることから、○としています。

御存じのとおり、内外無差別はエリア単位で評価しておりますが、東京と中部については複数のコミットメント主体が存在します。その各主体ごとの評価は、15ページ目～19ページ目になっております。19ページ目、見ていただければと思います。少しJERAについて触れますと、先ほど御説明しましたとおり、既存の長期契約の存在から○と評価していますが、一段下がった●の3つ目にありますとおり、24年度中に販売された26年～27年度受渡しの長期卸については、ブローカー取引及びそれと同じ条件に基づき実施される相対取引によるもので、内外無差別は担保されているというふうに評価をしています。

続いて、20ページ目でございます。北陸エリアです。昨年は、取引先について一定の基準に基づいて優先交渉、協議可能な候補をグループ分けしていましたが、24年度から、そのグループを決める基準を緩和して拡大するとともに、結果として、社内小売の契約価格が社外小売よりも高い、グループ分けによらずに全事業者が希望量を全量契約できたといった点を踏まえて、◎というふうに評価をしています。

「なお」というふうに書いておりますけれども、こちらは留意点です。要は今後についてですけれども、グループ1の事業者が固定化されると◎とは評価できなくなる可能性がありますよということでございます。

21ページ目でございます。続いて、関西エリアでございます。こちらは販売量の3分の1について購入量の上限が設定されていて、結果も自社小売の札で売り切れていて、契約価格も結果的に社外小売よりも安くなっていますけれども、エリア内供給制限に係るセーフハーバーの考え方、先般とりまとめましたけれども、それを踏まえれば実質的に自社小売に有利な条件とはなっていないと考えられますので、◎というふうに評価をしています。

続いて、22ページ目でございます。中国エリアです。こちらは単年・長期ともに、記載の理由から◎というふうにしていますけれども、長期の第1回の公募で、公募そのものが電源の安定的な運用に支障を来すといった理由で不成立となった点について触れています。

続いて、23ページ目でございます。四国エリアです。こちら記載のとおりでして、昨年と同様に単年・長期ともに社内外で同一の基準価格を設定し、その価格をベースに契約先を決める手法を採用しておりまして、◎というふうに評価しております。

続いて、24ページ目でございます。九州エリアです。記載しておりますように、子会社の電源の取扱いについて、昨年6月と12月のこの専門会合で整理をいたしました。その内容を踏まえまして、今回から九電みらいエナジーについても確認していくこととしています。

25ページ目でございます。九州電力については、単年卸は内外無差別な基準で交渉・契約先を決定し、長期卸は社内外同条件で参加する入札を実施しておりまして、◎というふうにしています。

26ページ目でございます。九電みらいエナジーについても、同じく◎というふうに評価してございます。

27ページ目でございます。最後、沖縄エリアでございますけれども、昨年に引き続き◎としておりますが、1点補足でございます。表の下に※で1と付しておりますけれども、今年3月の電ガ小委で高圧部門の料金規制等の解除に係る議論がなされまして、内外無差別について適切に対応していく旨表明されているというものでございます。

そして、今のサマリの背後にあります全部で31ある確認項目ごとの評価の詳細が、29ページ目～83ページ目まで続きます。こちらの詳細な説明は割愛いたします。

85ページ目でございます。こちらは昨年12月の専門会合で内外無差別な卸売の対象電源について御議論いただいて、整理したものでございます。その際、子会社電源も原則対象でありますけれども、規模の小さなものは対象外というふうに整理をいたしました。

86ページ目でございます。その上で、今回のフォローアップの対象とされた電源について整理したものがこちらの表になります。関連会社の電源は対象外ですけれども、対象に含めることも否定はしておりませんで、この点はコミットメント主体に委ねています。具体的には、東北電力、中部電力については関連会社の電源も対象と捉えて対応いただいております。

続いて、90ページ目でございます。これまでも新電力へのアンケート調査を実施してまいりましたけれども、今回から、こういった御指摘があつて、どのように事務局で対応を確認しているのかといった点を少し細かくお示ししたスライドを入れております。アンケートの対象は、みなし小売を除きます新電力の販売電力量で上位8割を占める48社としておりまして、半数の24社から回答がございました。質問した内容は右側に示したとおりでございます。

91ページ目です。いただいた声としましては実施スケジュールに関するもので、旧一電小売部門でも同様のスケジュールの下、社内意思決定が進められているのかとか、グループ内小売向けに電源を確保しているかのような印象を与えるプレスリリースを見たとのことで、内外無差別上の問題があるのではないか。それから、旧一電の自社小売で小売価格の水準が調達価格を下回っているのではないかといった声をいただきました。

続いて、92ページ目でございます。いただいた声に対する具体的な確認事例をこちらでお示ししています。まず、スケジュールについては、買い手の検討期間が10営業日程度と短い中で、旧一電小売部門においても同様のスケジュールで社内の意思決定がなされているのか、情報遮断の観点等から懸念しているといったものでございますけれども、これに対しては、小売部門が卸商品の申込み検討を行った全ての旧一電小売部門に対して社

内決定文書、決裁システムのログを受領しまして、処理者の部署、役職名、処理が行われた日付等を確認しています。結果として、情報遮断の実効性を疑うような事例は見つかっておらず、内外同一に提示されたスケジュールに基づいて旧一電小売部門で意思決定等のプロセスが実施されていることを確認しておりますけれども、引き続き、今後のフォローアップにおいても状況をしっかりと確認していきたいと考えています。

続いて、93ページ目です。事業者が実施したプレスリリースの内容に関連した声がありまして、それがこの93ページと次の94ページになります。1つ目が、ある旧一電の発電部門が保有する特定の非化石電源から同じ旧一電のグループ内小売に対して、26年度以降、長期で電力供給を行う卸契約が締結されているかのような印象を与えるといったものです。

これについては、事務局では、確認項目に沿いまして当該旧一電の発電部門に確認をしております。そのような電源特定の卸商品を販売していないとの説明を受けるとともに、契約一覧も確認しています。26年度以降の受渡しでそのような電源特定の卸契約がないことも確認しております。

続いて、94ページ目でございます。プレスリリースに関するいただいた声、2つ目がこちらでございます。原子力発電所の再稼働を契機に、24年度中に小売価格の割引や、25年度以降、小売価格の割引を実施する旨公表している2社について、なぜ原子力発電所の再稼働を理由に割引ができるのか、また、内外無差別上問題ないのかといった声でございました。

こちらについても、確認項目に沿いまして、社内取引と社外取引を含めた調達価格と小売価格の加重平均価格の大小関係を比較しています。結果、小売価格が調達価格を下回るといった逆転はないことを確認しています。また、25年度以降、特定の電圧向けに割引を行うとした旧一電小売についても同様でございます。

96ページ目でございます。最後、今回のフォローアップに関する総評でございます。まず、2. にありますように、1年前の第7回フォローアップ指摘事項を踏まえまして、各社おおむね改善されております。内外無差別に向けた取組は総じて前進していると考えております。

エリアで言いますと、3. に示しておりますように、北海道、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄の各エリアについて、現時点で内外無差別が担保されていると評価するものの、東京、中部の各エリアについては既存の長期契約が存在することから、そして東北エリア

については昨年と同様の理由から、内外無差別が担保されているとは評価できないと考えています。

その上で97ページ、各論でございます。東北については、購入量の上限については緩和が求められる。そのほか、2から4にありますように、東電ホールディングス、東電リニューアブルパワー、北陸、四国、九州、九電みらいエナジーに対して求められること、期待することを記載してございます。

そして98ページ目でございます。最後のスライドでございます。卸販売に係るスケジュールについて、小売の予見性を高める観点からも、旧一電と各社に対してスケジュール周知に関する取組を強化いただくことを期待しています。例えば、事前に年度を通したスケジュールの全体像を示して、情報共有を希望される小売に対しては、スケジュール公表時にプッシュ型で通知されるような仕組みを構築いただくといった形です。

そのほか6. と7. については、ブローカー制を活用した場合のスケジュール公表や取引ログの提出に関するもの。オフサイトPPAについては、新設電源で需要家とのひも付けがあれば対象外になっていまして、事務局でもその状況をしっかり確認していきますといった内容でございます。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。アンケート結果も含めて、内外無差別な卸売の評価結果を丁寧に御説明いただきました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御意見・御質問等あれば、挙手をよろしくお願いいたします。

それでは、松田先生、よろしくお願いいたします。

○松田委員 ありがとうございます。事務局におかれましては大変丁寧に御説明いただきまして、どうもありがとうございました。

簡単なコメントというところなのですが、90スライド目以降、新電力の懸念など、その後にもアンケートいただいております、反面調査といいますか、多面的に検証していただいたのは大変ありがたいことだと思っております。特に93スライド辺りで情報遮断についての話もあったと思いますけれども、今回御確認いただいたこと自体は非常に適切だと思っはいるのですが、他方で、情報共有というのは足を使わずに口頭などで行うことも可能ではありますので、そういう不適切なものはないということを確認することは難しいことではあるのですが、引き続き組織的に、また物理的にもきちんと遮断

が実効的になされているかという点は、折に触れてモニタリングしていただきたいと思います。

また、場合によっては、疑わしい状況といいますか、情報共有がなされていないとなかなかこういうふうにはならないんじゃないか、そういう具体的な情報をもし検知しましたら、その辺りはぜひ踏み込んで確認いただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。この内外無差別の今回の御報告、すごく大部にわたるものですが、この評価、あるのだとAからLぐらいまであるみたいですが、これは既存の評価の中での今回の結果ということで受け止めています。

他方で、電力を取り巻く環境は相当変わってきている中において、内外無差別における位置づけというのも、実は実態面としては相当変わってきたという中において、こうした評価項目についても遅滞なく見直していくべきなのだろうというふうには思います。こちらのほう、相当職員も含めてリソースかけていると思うのですが、これが電力システム全体においてどういうふうな効果を及ぼしているのかということも含めて、しっかり精査は振り返りが必要なのかなというふうに思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。——よろしいでしょうか。

それでは、もしよろしければ、事務局からコメントいただけますでしょうか。

○石井取引制度企画室長 どうもありがとうございます。まず、松田委員からいただいたコメントですが、御指摘のとおりでございます。我々としても、しっかり折に触れてモニタリングをということだと思っておりますし、あと情報共有がなされていなければこういったことは起こらないであろうということがもしあれば、それは当然のことながらですが、しっかりと情報遮断がなされているのかというのを突っ込んで見ていく必要があるというふうに考えております。

それから大橋委員からいただいた点でございますけれども、おっしゃるとおりでして、リソースをかけてこのフォローアップ、しっかりやっているところでございます。他方で、パブコメの回答にも書かせているとおりでございますが、環境変化を捉まえて評価項目の

在り方というものも変化させていくことが必要だと考えておりますので、引き続きそういった観点で取り組んでまいりたいと思っております。どうもありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、本件につきましては、今回の評価結果についてお認めいただいたものとさせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、議題の6番目に移りたいと存じます。議題の6番目は、「経過措置料金の指定解除に係る競争状況の確認について」となっておりまして、こちらにつきまして、資料8に基づき、引き続き石井室長より御説明いただければと思います。よろしくをお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 よろしくをお願いいたします。2ページ目でございます。御議論いただきたい内容です。まず、経過措置料金について、解除基準に照らして定期的に競争状況の確認を実施しておりますけれども、今年3月には、電ガ小委で「電力システム改革の検証結果と今後の方向性」が示されました。この中で、解除基準を踏まえた競争状況の確認を継続していくことが必要とされまして、この点も踏まえて、今年もエリアごとの経過措置料金の指定解除に係る競争状況を御確認いただきたいと思います。

それから昨年の専門会合では、経過措置料金の解除基準自体の見直しの可否等についても御意見をいただきましたけれども、電力システム改革の検証途上であることを理由に、当時保留したことを踏まえまして、解除基準の見直しの可否等についても御意見をいただきたいと思っております。

4ページ目でございます。電ガ小委における電力システム改革の検証結果については今お話ししたとおりで、2. にありますように、解除基準を踏まえた競争状況の確認を継続していくことが必要と記載されています。

その上で、3. ですけれども、まずは本年も、2019年に電気の経過措置料金に関する専門会合にてとりまとめられた解除基準に基づいて、2025年3月末時点のデータを基に、エリアごとの競争状況の確認を行います。

5ページ目でございます。こちらは経緯ですけれども、3つの要素について総合判断していくとしていまして、電力自由化の認知度やスイッチングの動向、消費者等の状況が1つ目。シェア5%超の有力で独立した競争者が区域内に2者以上等の十分な競争圧力の存在というものが2つ目。電力調達の条件が大手電力小売部門と新電力間で公平かといったのが3つ目というふうになっています。

まず、消費者の状況でございます、6ページ目でございます。25年3月時点で約9割の消費者が電力自由化を認識し、スイッチングの割合も全区域で着実に増加傾向にあります。

7ページ目でございます。こちらは競争圧力ですけれども、シェア5%以上の競争者が存在する区域は、北海道、東京、中部、関西、沖縄の5区域ですけれども、シェア5%以上の競争者が2人以上存在する区域はないという状況でございます。

8ページ目です。こちらは競争の持続的確保でございます。まさに本日の議題で、先ほど内外無差別を取り上げさせていただきましたけれども、内外無差別な卸売のフォローアップを取り上げたとおりですけれども、北海道、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄で内外無差別な卸売が担保されていると、そういった状況でございます。

以上から、3つの要素のうち第一要素については、いずれの区域でも一定の充足が見られて、第二要素については、いずれの区域でも十分とは認められず、第三要素については、東北、東京、中部エリアにおいては十分とは認められない。よって、いずれの区域でも解除基準を満たさないというふうに考えております。

続いて、11ページ目でございます。解除基準についてでございます。まず、燃料費調整制度の上限と解除基準変更の可否についてでございます。過去の専門会合で一部の委員から、燃料費調整額の上限にかかったエリアでは経過措置料金と自由料金が逆転している点を捉まえて、現在の解除基準が競争を妨げているため、基準を見直すべきではないかといった御指摘がありました。

この点については、2. にありますように、燃料費調整額の上限は主として需要家保護を目的として設定されたみなし小売電気事業者の価格設定の問題であって、一方で経過措置料金については規制なき独占を防ぐために設定されたもので、両社は分けて議論すべきと考えております。このため、規制料金の価格設定の問題は、その設定方法の見直しにより解決すべきものであって、このために経過措置料金の解除基準を変更する必要性があるとはならない、そのように考えております。

その上で、解除基準の変更要否に関する考え方について、次のスライド以降で整理しますけれども、その際、既に第一要素と第三要素については充足しているエリアがあることを踏まえまして、主として第二要素に注目して整理したいと思います。

12ページ目でございます。5%以上が2人以上の第二要素ですけれども、一昨年の制度設計専門会合で、競争者たる1番手のシェアが15%以上で、2番手と合わせて20%以

上ある場合はよいのではといった御意見がある一方で、他の市場では通常シェア10%の基準で整理されているが、電力市場では相当に緩い基準を設定しており、これだと満たしにくいから、もっと柔軟に対応するというのは元々の整理に著しく反するといった様々な御意見をいただきました。

事務局としては、次の2つのスライドでお示しするように、第二要素について解除基準を議論した当時の状況と現在を比較して、変更不要ではないかと考えております。

13ページ目でございます。まず、そもそもの経過措置料金制度ですけれども、電事法の規定にありますように、適正な競争関係が確保されていないことなどから、電気の利用者の利益を保護する必要性が特に高いと認められる区域を存続させるもので、趣旨は規制なき独占を防ぐことにあります。

そして経過措置料金に関する専門会合のとりまとめでも、解除基準を検討するに当たっては、市場の規律が十分に機能し、市場支配力等の不当な行使によって不当な値上げが行われるおそれが認められないか否かが重要な判断の視点になるとしてありまして、解除基準の在り方は競争的視点を中心に検討されています。

また、第二の要素であります5%程度以上については、独禁法の企業結合審査において、有力な競争事業者を論ずる際にはシェア10%程度が一応の目安とされていること。小売電気事業の場合、旧一電による余剰電源の全量投入の自主的取組の継続を前提とすれば、顧客拡大のために必要となる投資はかなり小さいと考えられるため、10%で小さいシェアであっても、エリアの全域または一部地域で牽制力を有する可能性はあることから、エリアシェア5%程度以上であることを一つの目安とされました。

14ページ目でございます。今申し上げた1つ目の点を引用した公取委の運用指針は、今も変更されていません。また、2つ目の点についても、旧一電等が余剰電力の全量を限界費用ベースで供出するという前提自体、変更がない状況です。

さらに⑤で示しておりますけれども、有力な競争者が2者以上存在することについては、電力が品質の差別が困難ないわゆるコモディティであることを踏まえまして、事業者間での価格協調行動が生じるリスクが他の財に比して相対的に高いことから、通常、有力事業者2者以上存在することが必要とされており、この特性は現時点でも変わりません。

したがって、⑥で示しておりますように、解除基準の変更は不要ではないかとしております。ただ、経過措置料金とりまとめで、エリアシェア5%程度以上は一定の目安とされておりまして、シェア5%未満のものであっても、顧客基盤や営業範囲の広がり、保有電源

の量や競争力、エリア内での事業拡大の方針によっては、シェア５％程度以上の者と同等の競争力を持つ者として扱うことも可能としていますので、このような状況を鑑みて、引き続き競争促進に取り組みつつ、状況を確認していくことではないかと考えております。

最後、15ページ目でございます。その他の論点としておりますけれども、ロシアのウクライナ侵攻によって、燃調上限を超過し、燃料価格の上昇を電気料金に転嫁できない状況が発生しました。特に23年５月に規制料金改定を行った７事業者は上限超過を解消できましたけれども、改定しなかった事業者の中には、現在も上限を超過している事業者も存在し、自由料金単価が規制料金を上回る傾向が継続しています。

電力システム改革検証とりまとめでも、燃調に関する評価がなされているところです。こうした状況を踏まえつつ、燃調上限に係る論点を含めた経過措置料金の在り方について、このとりまとめでもうたわれております電力システムの制度改正について、集中的に会議体等で議論されることが望ましいというふうにしております。

以上でございます。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御発言ございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員　　どうもありがとうございました。事務局の御整理に異存はございません。

前半にあった燃調と解除基準については、切り分けるべきではないかというのはおっしゃるとおりだと思います。また、解除基準の第二要素に関しても、今回改めて丁寧な御検討、どうもありがとうございました。

前回、例えば16%の事業者と４%の事業者が１者ずついて、５%と５%の事業者が合計２者いるような場合に、前者のほうが場合によっては競争圧力としては十分に評価できる場合もあるのではないかというふうに申し上げましたけれども、今回、改めて解除基準に関する当時の議論も振り返りつつ、５%というのは最低ラインということで、また当時から今に、何かこの点の判断を左右するような大きな事情の変更もないのではないかということで、やはり従来の基準を堅持すべきという方針に特に異論はございませんので、丁寧な御整理、どうもありがとうございました。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

それでは、原委員、よろしくお願いいたします。

○原委員 御説明をありがとうございました。消費者といたしましては、規制料金については燃料高騰時にセーフティーネットとして役割を発揮したということで、見直しの是非についてはあまり大胆なことは申し上げられないと思うのですが、そもそもの目的を考えると、自由な競争が本当になされているかという部分でございます。

ただ、どうしても消費者保護のほうばかりに目が向きますと、競争も進んでいかないと。特に第二要素に関しましては、本来の目的には達していない状況がこのままですと続いていくというふうに思っております。まずは自由な競争がなされていくための方策を考える必要があるのではないかと思います。例えば、新規の参入と新規事業者の規律とか規模とといったことも考慮したほうがよいのかもしれませんが、何か新たな指標なども必要なのではないかと思います。基準そのものに対しての変更というのは必要ないかもしれないですが、特に本来の目的に照らした何か手だてを考えるべきかと思っております。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 まず、規制料金を外すという点と企業結合とは文脈が異なるのではないかと思います。そもそも自由化の下で規制料金が続いていること自体というのは、あまり通常考えられないというか、異例とまで言うか分からないですけど、通常ではないというふうには思います。

事情の変化という観点なのですが、システム改革の検証というのが無事に行われて、改革が後戻りをせずに落ち着いたという点は、私は大きな事情の変更じゃないかというふうに思っています。ある意味こうした段階で、いよいよ規制料金についてしっかり解除に向けて取り組んでいくということが必要じゃないかと思っています。

自由化の下で不当に価格の引上げがあるのであれば、それは不当な取引制限なり不公正な取引方法なりで取り締まるということなのではないかと思ひまして、そういう意味でいうと、事前規制というよりは事後規制に踏み出していく監視の在り方というものを、ある意味捉えていく機会になっているのではないかというふうに私は思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして伊藤オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○伊藤オブザーバー ありがとうございます。では、第二要素に係る解除基準を踏まえた競争状況の確認について、小売事業者の立場から1点コメントをさせていただきます。

本資料の14ページ、22ページにも関連の記載がございますけれども、シェアが5%程度に満たない上位競争者について、顧客基盤や営業範囲の広がりその他の状況によっては、5%程度以上の競争者と同等に有力な競争力を持つものと判断される場合があり得るということが示されております。

本日の資料7ページにおかれましては、第二要素に係る解除基準に照らした競争状況の確認ということで、シェア5%以上の競争者が2者以上存在するかという観点からのみの記載がなされておりますけれども、現時点におきましても、例えば強い顧客基盤を有する通信系の小売電気事業者が、5%には満たないものの相当のシェアを伸ばしているといった競争状況が既にごございます。今後、この競争状況も含めて詳細な確認を進めていただけないかというふうに考えておりますので、お願いを申し上げたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、中野オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○中野オブザーバー 中野です。ありがとうございます。解除について、本当に長くクリアできない状況が続いていたわけです。先ほど、ちょっとこの前に御説明あった内外無差別については、当初いろいろありましたけれども、皆様の御努力で、尽力で、私はかなりの程度進んでいると思っています。

一方、こちらの件は、一向に進まないというふうに感じています。もちろん、それは我々新電力の努力不足というかそういうところもあると思いますけれども、正直、私、当面この条件、とりわけ2つ目ですね、クリアするのは難しいというふうに考えていまして、これは過去も同じような発言をさせていただいたことがあるかと思います。基準値そのものの水準が悪いと申し上げているわけではないのですけれども、なかなか進まない状況というのをもう少し掘り下げていただきたいなというふうに思っています。

今回、5%未満とか、いろいろな状況によっては有力な競争事業者として取り扱うといったことも言及いただきましたけれども、ぜひ競争促進、いかに進むかと。もろもろ複雑な事情、状況があるのは当然承知しておりますけれども、大変重要なテーマですので、エネ庁さんはもちろんですが、この場でも継続した議論というのを議論したいと思い

ます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。私、事務局の提案は全て合理的だと思うので、支持します。もっともな整理をしていただいたと思います。

経過措置料金の解除の基準そのものと、そもそも経過措置料金がどうあるべきかというのは分けるべき。全くそのとおり。私自身もずっとそのように言ってきたつもりです。そのときに、具体的な内容として燃料費調整制度での上限に言及されました。これについても、経過措置料金規制を残すとしても、この上限を上げることは、私は合理的な対応だと思うので、別の会議体でそのような議論が進むことを期待しています。

もともと価格を上げちゃいけないということをして消費者を保護したものではないのは明らか。なぜなら値上げ申請すれば燃調の基準価格も洗い替えできるわけですから、値上げを禁止しているわけでは決してない。一方で、そうしないと洗い替えができないという点に関しては、一定のハードルがあり、これだけ燃料費のボラティリティが上がっている中で、以前と同じ上限の発想でいいのかということ。仮に独占が続いたとしても、この上限を上げる余地は、私はあったと思います。そのような方向で進んでほしいと思っています。

さらに、また燃調だけが問題かというのは、ちょっと問題意識を持っている。例えば労務単価とかがかなり大幅に上がってきている状況、あるいは金利が今後、少なくとも名目金利は相当に上がりそうだとすることがあるときに、それでも値上げだったら申請をしなければいけないというのは、本当に合理的で効率的な制度なのか。値下げ届出制に属する範囲を広げるという発想もあり得るのではないか。値上げだったとしても、それは事業者の責によらないある種客観的なものの増加の範囲内に収まっているような、簡単な計算式で求められる、もしそれが全部反映したとしたらこうなるはずだというのよりは低い値上げであれば、それは値下げ届出制の範囲で対応する発想だってあり得ると思います。

さらに、最終的には廃止される経過措置料金についてそんな大仰なことをするのかという議論はあり得ると思います。しかし今言ったような発想は、恐らく最後まで規制料金として残る託送料金とか、そのほかいろいろな形で今後出てくるかもしれない規制料金を考えるときにもいい準備になると思います。そのような議論が別のところで進むことを期

待しています。

次に、解除基準そのものについて。独禁法の合併審査とは違うというのは全くそのとおりで、したがって、独禁法の結合基準と違うから、そっち10%になっているのがこちら5%になっているというようなこともある。違う問題だということを認識しているから、全く同じルールをそのまま適用しているわけではない。しかし構造としてはとても似ている面もあります。つまり、言われているような規制なき独占を防ぐということで、自由化の前と後で大きく状況が変わった結果として、独占力を行使。それまでは規制によって抑えられていた独占力を行使できるという状況になり、それで消費者に著しい不利益が生じ、おそれをなくすというようなこと。合併の場合だったら、今まで企業が分かれていて、それが一緒になってある種マーケットパワーを行使しやすい状況に変わるということに関して、あらかじめ一定の対応を取るということだから、違うものであるのは間違いないのだけれども、それを参照にすること自体が不合理だとは思わない。

さらに合併審査、結合規制に関しても、基本的には市場行動、経済活動は原則自由なのだから、独禁法の世界では原則自由な世界だと思うのですが、なのだから事前の結合規制など全てやめて、全部事後規制にすればよいという意見は、昔から相当にあると思います。

したがって、全部事後規制にするのがよいという意見が全く不合理であるとは思わない。しかしずっと以前から企業結合についてそのような議論があるのにもかかわらず、それが採用されていないということも、私たちはちゃんと認識する必要があると思います。

いずれにせよ、今回整理してくださったことは合理的な整理だと思いますので、事務局の提案通りでいいと思います。

さらに、有力な競争者としてマーケットシェア5%というのを仮に維持するとしても、例えばマーケットシェアは契約口数でやっていますが、kWhにするともう少し新規参入者のシェアが上がると思います。参考値としてそういうものを示すとかということはひょっとしたらあり得るかもしれない。仮に契約口数で5%に達していなかったとしても、いろいろな理由で有力だということの一つの指標にひょっとしたらなるのかもしれない。契約口数だとマーケットシェア4.9%なのだけれども、kWhなら5%を超えているという事業者が存在するときに、契約口数で4.9%なのだから絶対駄目とかたくなに言わなければいけないかどうかは、議論の余地があると思います。そういうような具体的な何か見るべきものを今後考えていくこと自体は、あってもよいと思いました。

いずれにせよ、事務局の今回の整理はとても合理的だと思いますので、全て支持します。
以上です。

○武田座長 ありがとうございました

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。ありがとうございました。

それでは、事務局からコメント等いただければと思います。よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 ありがとうございます。幾つか御意見いただきました。順不同になってしまうかもしれません。大変申し訳ございません。

まず、我々としては、規制なき独占に陥らないようにしていくということが極めて大事だというふうに思っておりまして、先ほど原委員から、自由な競争がなされるための方策が必要だというコメントをいただきましたけれども、今申し上げたとおり、規制なき独占に陥らないようにするために、引き続き監視をしっかりしていくということだと思っております。

それから伊藤オブザーバーからいただきましたけれども、シェアの数値以外のという話がありました。もともとエリアシェア5%程度以上であることを一つの目安というふうにしておりますけれども、競争の状況の進捗に応じまして、例えば5%程度に満たないシェアの競争者の状況も勘案していくということだと思っています。例えば、顧客基盤ですとか事業者が行っている電力以外の業種の形態なども見ていくということがあるのではないかとこのように考えております。

それからシステム改革の検証、とりまとめがなされたという点はそのとおりでございますけれども、松村委員からコメントいただいたとおりですけれども、我々としては、当時の基準をつくったときに引用したガイドライン、その他を含めて事情が変更していないというふうにみておりますので、現時点で改正する必要はないのではないかとこのように捉えているところでございます。

以上でございますが、下津課長からお願いします。

○下津取引監視課長 取引監視課長の下津でございます。規制料金の審査等々を担当している部署でございますので、一言だけ。

燃調上限のことにつきまして松村委員のほうから、燃調上限について、残すとしても上げるとことは合理的で、この方向を期待するということ。それから燃調だけの問題かということで、労務単価ですとか金利に関する言及、コメントいただいたところでございます。

繰り返して恐縮でございますけれども、スライド15に記載のとおりでございますけれども、燃料費調整額の上限に係る論点を含んだ経過措置料金の在り方全体については、エネ庁のほうで、そちらの審議会で議論を進めていただきたいというふうに思っているところでございます。

私からは以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、まずエリアごとの状況については御確認いただいたということで、ありがとうございました。また、解除基準自体の見直しの要否等について様々な御意見をいただきました。どうもありがとうございました。

まさに様々な御意見をいただいたわけですが、すぐに変更を求めるとか、すなわち変更の即断を求めるといふ御意見はなかったと思います。今後の検討の方向性等について貴重な御意見をいただいたものであるというふうに理解いたしましたので、まずは事務局でお示しいただいた案をお認めいただいたということとさせていただければと思います。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして議題の7番、「グロス・ビディングについて」となっております。引き続きになって恐縮なのですが、石井室長に資料9に基づき御説明いただければと思います。

○石井取引制度企画室長 よろしくお願いたします。御議論いただきたい内容、2ページ目でございます。まず、グロス・ビディングですが、これは旧一電の社内取引分を含めまして取引所を介して売買する取組で、市場の流動性向上、価格変動の抑制、市場の透明性向上をねらって、2017年4月に導入されました。

その上で、21年8月と23年7月の専門会合で議論いただいて、当初期待された効果が一定程度みられたこと。今日も取り上げさせていただきましたけれども、内外無差別な卸売によって社内取引の透明性が向上したこと、23年10月から当面の間、休止するというふうにいたしました。そして23年10月の専門会合において、1年程度市場への影響を注視した上で、正式に取りやめることを判断するというふうにしました。

今般、改めてこの3つの効果について確認した上で、取りやめについて判断することとしたいと考えております。

3ページ目でございます。まず、市場の流動性と社内取引の透明性の向上に関してですが、下の表にありますように向上しています。23年10月の休止によって約定量が

減少しているように見えますけれども、グロス・ビディングを除外した実質的な入札量や約定量は22年度と同程度となっています。また、社内取引に係る透明性については、先ほども申し上げたとおりでございます。

4 ページ目でございます。こちらが価格変動の抑制についてでございます。グロス・ビディング導入前の2016年度、実施中の2021年度、休止後の2024年度について、8月上旬のスポット市場の価格感応度を比較しています。2016年度、21年度は、当時の専門会合でお示しした期間の7月の下旬から8月上旬の2週間、そして今回新たに取ったものが24年8月上旬の2週間です。価格が高騰、変動しやすいこの時期で、曜日についても、いずれのケースでも土曜日から2週間として比較をしています。

見ていただくと、グロス・ビディング導入前よりも実施中及び休止後のほうが価格感応度は低下しておりまして、休止後のほうが、わずかですけれども実施中よりも価格感応度が低下しているということが分かります。

さらに、システムプライス±5%の価格帯について札の入札量を見ますと、グロス・ビディング実施中の2021年と休止後の2024年では札の量は微増しておりまして、休止しても約定価格の変動幅は抑制されているというふうにいえます。

最下部ですけれども、以上から、グロス・ビディングに期待された3つの効果は減退しておらず、よってグロス・ビディングは一定の役割を果たしたと考えて、とりやめることとしたいと考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御発言の御希望があれば、お知らせいただければと思います。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御説明ありがとうございました。

今回のグロス・ビディングのとりやめという御提案に異存ございません。この際、少し思うところを申し述べます。

グロス・ビディングでは、絶対売りや絶対買いといった極端な入札行動が取られてしまったために、限界費用付近の売り買いが市場で厚みを増すということではなく、しかもそのような極端な入札が増加する傾向を年々強めたということがございました。これでは、表面的な市場の取引量が増えても、売手と買手の双方が互いに適正価格を探り合う本来の市

場機能を導くことになりませんし、札が残ってしまっ、その結果、余剰インバランスを増大するというようなことにもなりかねないということでもあったと思います。絶対売りや絶対買いという、余剰電力の限界費用での玉出しというようなオペレーションとは全く異なる運用が結果的になされるようになったというのは、入札の戦略的行動としては合理的だったのでしょうかけれども、当初の制度趣旨からは年々乖離するという現象であったと思われ、結果的に制度運用のひずみを生んだといえ、その点は遺憾だったと思っております。

そしてグロス・ビディングのとりやめによって、JEPXとスポット市場取引量の減少や、いわゆる絶対売りの減少などが市場参加者に誤解や不安を与えないよう、当面は適切な情報発信を市場関係者や規制当局が行ってくださることも有意義ではないかと感じております。

以上でございます。ありがとうございました。

○武田座長 ありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、反対意見はなかったのですけれども、事務局からコメント等あれば、よろしく願いいたします。

○石井取引制度企画室長 草薙委員、どうもありがとうございます。草薙委員に御指摘いただいたように、平成28年9月の第11回の制度設計専門会合で、当時グロス・ビディングの諸課題というものが提示されまして、各課題についてどのように対応していくのかということが提示されました。例えば限界費用ベースでの入札とか、そういったものが示されて、その後、29年9月に旧一般電気事業者の表明ということでコミットメントがこの点についてなされていったというものでございます。

そして、先ほど御説明させていただいた中で、過去2回にわたって、この効果についてどのように出てきているのかというのを見て、結果的にグロス・ビディングの役割というものとは一定程度果たせたのではないかと我々考えておりまして、今般、このような形に至っております。引き続きよろしくお願いいたします。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、休止しておりましたグロス・ビディングでありますけれども、慎重に御検討いただいた結果、とりやめということにさせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、議題の8番目、これが最後と思いますけれども、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告(2025年1月～3月期)」に関し、資料10に基づき、石井室長より御説明いただければと思います。

○石井取引制度企画室長 よろしく願いいたします。こちら、定期的に行っております、四半期に1回御報告をしております自主的取組・競争状態のモニタリング報告となります。今回は2025年1月～3月の市場動向となりますけれども、時間も限られておりますので、簡潔に御説明させていただきます。

今期の市場価格ですけれども、大きな変動はなくて、東のほうが西よりも高く推移いたしました。3か月の平均で見ますと、北海道から中部までが13円台、北陸から中国は12円台、四国は10円台、九州は11円台という状況でございます。

詳細は24ページから25ページに記載をしておりますけれども、スポット市場価格が30円を超えた日は、昨年の同時期は2回だったのですけれども、今期は10回で、主に気温低下による需要増加に加えまして、供給サイドについて火力発電所の定検等による供給力低下に起因するものというふうに考えられます。

そして約定量について見ますと、2. でございますけれども、スポット市場は前年に比べまして1.2倍で、時間前市場はほぼ変わらずといった状況でございました。

約定量が増加したのは、6ページ～11ページにかけて詳細がありますけれども、売り入札、買い入札ともに、入札量が旧一電と新電力ともに1.1倍～1.2倍に増加したということが挙げられます。

また、市場分担の状況でございます。詳細は16ページ、17ページに示しておりますけれども、10ある連系線のうち北陸－関西間、中部－関西間、東北－東京間の3つを除く7つの連系線で、当期間の平均分断率が昨年よりも上昇しております。特に関西－四国、中国－四国の2つの連系線で大きく上昇しております。

続いて先物市場でございます。4. です。詳細は23ページを御覧いただければと思いますけれども、約定量は昨年同期比で2.2倍と。背景には、取引参加企業の増加ですとか、販売される商品の対象期間が延長されたことで長期のヘッジニーズが高まったことなどが挙げられます。

最後、5番目でございます。低圧のスイッチング率でございますけれども、近年減少傾向にありましたが、24年度は増加に転じております。そのグラフは56ページにありますので、適宜御参照いただければと思いますけれども、背景には、新電力のグループ会社間

での大型の事業移管が複数発生したことが大きく影響しているというふうに考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

手際よく報告いただきましたけれども、本件は報告事項でございますので、質問につきましては後刻、事務局に個別にお問い合わせいただきたいと思いますけれども、あえてここで御発言したいという方がいらっしゃいましたら、お知らせいただければと存じます。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、本日予定しておりました議事は以上となりますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○田上総務課長 ありがとうございます。本日の議事録につきましては、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第10回制度設計・監視専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

——了——